

УДК 622.276

МЕТОД ОБОСНОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ДОСТОВЕРНОСТИ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ

Романенков А.В., Синцов И.А., Полякова Н.С.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, e-mail: ivan_sintsov@mail.ru

К стационарным исследованиям относят метод установившихся отборов, суть которого заключается в построении индикаторных кривых – зависимости между дебитом скважины и разностью квадратов пластового и забойного давлений для различных установившихся режимов работы скважины. На начальном этапе разработки важное значение имеет оценка коэффициентов фильтрационных сопротивлений, поскольку они определяют продуктивные характеристики пластов. При использовании метода «средней» скважины при проектировании коэффициенты фильтрационного сопротивления принимаются как средневзвешенные по дебиту. Возникает ситуация, когда некачественное исследование по скважине с высоким дебитом имеет больший вес по сравнению с качественным исследованием, но проведенным в скважине с более низкими продуктивными характеристиками. Разработан новый метод осреднения коэффициентов фильтрационных сопротивлений газовых и газоконденсатных скважин, основанный на определении коэффициента достоверности. Новый метод осреднения апробирован на данных гидродинамических исследований нефтегазоконденсатного месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа и показал хорошие результаты.

Ключевые слова: индикаторная диаграмма, газовая скважина, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, коэффициент достоверности, конденсат

METHOD OF FILTRATION RESISTANCE COEFFICIENT JUSTIFICATION OF GAS AND GAS CONDENSATE WELL BASED ON VALIDITY

Romanenkov A.V., Sintsov I.A., Polyakova N.S.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Industrial University of Tyumen», Tyumen, e-mail: ivan_sintsov@mail.ru

For stationary study relates a method to establish the selection, the essence of which is to construct the indicator curves – relationship between the flow rate of the well, and the difference of the squares of the reservoir and bottomhole pressure for a variety of well established modes of operation. At the initial stage of development it is important to estimate the coefficients of filtration resistance, since they determine the characteristics of productive strata. When using the method of «average» wells in the design of filtration coefficients of resistance are taken as the weighted average production rate. There is a situation, when poor-quality study on a well with a high flow rate has a greater weight compared with the qualitative research, but conducted in the well with lower productive performance. A new method of averaging the coefficients of filtration resistances of gas and gas condensate wells, based on the determination of the reliability factor. The new method was tested on data averaging hydrodynamic studies oil and gas fields of the Yamal-Nenets Autonomous District and showed good results.

Keywords: indicator diagram, gas wells, filtration coefficients of resistance, reliability coefficient, condensate

Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных скважин подразделяются на стационарные и нестационарные. К стационарным исследованиям относят метод установившихся отборов, суть которого заключается в построении индикаторных кривых – зависимости между дебитом скважины и разностью квадратов пластового и забойного давлений для различных установившихся режимов работы скважины [1–5]. Метод позволяет определять коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b , зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины; условия разрушения призабойной зоны, накопления и выноса твёрдых и жидких частиц с забоя скважины; устанавливать технологические режимы эксплуатации скважины и др. На форму индикаторной кривой влияют неполная стаби-

лизация пластового и забойного давлений, очищение или накопление на забое и в призабойной зоне скважины жидкости и твёрдых частиц, образование гидратов и др.

При исследовании низкопродуктивных скважин с длительным периодом стабилизации забойного давления и дебита используют модифицированные варианты метода установившихся отборов (изохронный, экспресс-методы), позволяющие значительно сократить продолжительность испытания.

Перед исследованием скважины методом установившихся отборов необходимо ознакомиться с геолого-промысловыми материалами по данной скважине и месторождению. Если процессы восстановления и стабилизации давления, дебита и забойного давления продолжаются несколько часов и более, то следует выбрать ускоренные методы испытания скважины.

Перед началом исследования давление на устье скважины должно быть статическим. Исследование нужно начинать с меньшего дебита и наращивать его от режима к режиму – прямой ход. После фиксирования статического давления скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом и дожидаться полной стабилизации забойного устьевого давления и дебита. Забой скважины при испытании ее методом установившихся отборов должен быть чистым, или, если имеется какой-то столб жидкости или песчаная пробка, желательно, чтобы высота их оставалась неизменной. В противном случае коэффициенты сопротивления, определяемые по результатам испытания, будут переменными от режима к режиму, что приводит к сильному искажению индикаторной линии.

На начальном этапе разработки важное значение имеет оценка коэффициентов фильтрационных сопротивлений a и b , поскольку они определяют продуктивные характеристики пластов, а значит, и дальнейшую стратегию бурения и разработки месторождения.

При использовании метода «средней» скважины при проектировании коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b принимаются как средневзвешенные по дебиту, т.е. рассчитываются по формулам

$$a_{\text{cp}} = \frac{\sum_1^n a_i Q_i}{\sum_1^n Q_i}; \quad (1)$$

$$b_{\text{cp}} = \frac{n \sum_1^n b_i Q_i^2}{\left[\sum_1^n Q_i \right]^2}, \quad (2)$$

где a_i – i -й коэффициент фильтрационного сопротивления a , атм²/(тыс. м³/сут); b_i – i -й коэффициент фильтрационного сопротивления b , атм²/(тыс. м³/сут)²; Q_i – i -е значение дебита скважины, тыс. м³/сут.

Дебит определяется по формуле

$$Q = -\frac{a}{2b} + \frac{\sqrt{a^2 + 4b(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)}}{2b}. \quad (3)$$

При таком подходе учитываются все исследования методом установившихся отборов, за исключением отбракованных, однако четких критериев отбраковки не существует. По принятым к рассмотрению исследованиям определяется средневзве-

шенное по дебиту значение. Однако дебит не является критерием достоверности исследования. Возникает ситуация, когда некачественное исследование по скважине с высоким дебитом имеет больший вес по сравнению с качественным исследованием, но проведенным в скважине с более низкими продуктивными характеристиками. Под качеством исследования подразумевается не только соблюдение технологии его проведения, но и целый комплекс факторов, влияющих на возможность достоверной интерпретации. Например, в стволах газоконденсатных скважин возникают нестационарные процессы конденсации углеводородов, что не позволяет достоверно определить дебиты пластового газа. Такая же ситуация может возникнуть и при наличии на забое воды или технических жидкостей. Возможно влияние негерметичности муфтовых соединений и эксплуатационной колонны, возникновение турбулентных течений при больших дебитах.

В таких случаях при построении зависимости разности квадратов пластового и забойного давления от дебита аппроксимирующая кривая не пересекает нулевое значение графика, то есть возникает парадокс, когда при нулевой депрессии дебит скважины не равен нулю. Для устранения этого противоречия вводится поправочный коэффициент C , численно равный смещению графика от нулевого значения по оси ординат (разность квадратов пластового и забойного давлений). Таким образом, коэффициент C является условным показателем качества проведенного исследования, поскольку чем меньше данный коэффициент, тем меньше факторов влияет на зависимость, по которой определяются коэффициенты фильтрационных сопротивлений.

В данной работе предлагается метод осреднения коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b с учётом коэффициента достоверности σ . На основе большого количества интерпретированных исследований в табл. 1 предложено распределение коэффициента достоверности σ в соответствии с коэффициентом C . Такой подход объясняется тем, что чем выше коэффициент C , тем меньшей достоверностью обладают результаты гидродинамических исследований. Таким образом, на первом этапе при интерпретации индикаторных диаграмм необходимо составить таблицу с указанием всех трех коэффициентов – a , b , C . Затем в соответствии с таблицей выбирается коэффициент достоверности для каждого исследования.

Таблица 1

Распределение коэффициента достоверности σ в соответствии с коэффициентом C

$C, \text{ атм}^2$	0–10	10–50	50–100	100–500	500–1000	1000–10000	10000–50000	50000–100000	> 100000
σ	1	0,875	0,75	0,625	0,5	0,375	0,25	0,125	0

Дальнейшее осреднение коэффициентов фильтрационных сопротивлений необходимо осреднять уже с учетом коэффициента достоверности по формулам

$$a_{\text{cp}} = \frac{\sum_1^n a_i \sigma Q_i}{\sum_1^n \sigma Q_i}; \quad (4)$$

$$b_{\text{cp}} = \frac{n \sum_1^n b_i \sigma Q_i^2}{\left[\sum_1^n \sigma Q_i \right]^2}, \quad (5)$$

где σ – коэффициент достоверности, д. ед.

Рассмотрим возможность использования метода на примере эксплуатирующегося нефтегазоконденсатного месторождения ЯНАО. В табл. 2 представлены результаты интерпретации ГДИ на стационарных режимах на месторождении за 2013 год.

Из таблицы видно, что значения коэффициента C находятся в очень широком диапазоне – от 201,77 до 159328 атм^2 . В последнем столбце присвоены значения коэффициента достоверности в соответствии с коэффициентом C .

При расчете по методу средней скважины коэффициенты a и b равны соот-

ветственно 25,216 $(\text{атм})^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})$ и 0,04418 $(\text{атм})^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$. Дебит такой скважины составит 168,3 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Воспользуемся предложенным методом и осредним коэффициенты фильтрационных сопротивлений с учетом коэффициента достоверности

$$a = 17,537 (\text{атм})^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут});$$

$$b = 0,06880 (\text{атм})^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2;$$

$$Q = 157,6 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}.$$

В данном случае значение дебита приводится исключительно для комплексного сравнения коэффициентов фильтрационных сопротивлений, определенных по двум методам.

В 2014 году исследования проводились в меньшем количестве, при этом диапазон значений коэффициента C также сократился – от 136 до 7493 атм^2 . Результаты гидродинамических исследований за 2014 год приведены в табл. 3.

Средневзвешенные по дебиту коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b равны 11,244 $(\text{атм})^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})$ и 0,030231 $(\text{атм})^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$ соответственно. Дебит равен 217,6 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Таким образом, за год средневзвешенный коэффициент a уменьшился более, чем в два раза, что маловероятно на длительно эксплуатируемых залежах.

Таблица 2

Результаты интерпретации ГДИ на стационарных режимах на месторождении за 2013 год

Номер скважины	a	b	C	σ
	$(\text{атм})^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})$	$(\text{атм})^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$	атм^2	
91	62,75	0,3171	21265	0,25
42	31,372	0,0115	1825,1	0,375
61	12,397	0,0281	18394	0,25
62	54,48	0,0423	159328	0
63	0,0343	0,0328	2607	0,375
71	5,6225	0,0155	2875,7	0,375
72	2,6586	0,0105	201,77	0,625
81	43,091	0,0275	2521,4	0,375
91	35,697	0,0263	4943,7	0,375
101	3,6996	0,0018	402,67	0,625
241	11,189	0,0114	779,18	0,5
244	2,9216	0,0047	2494	0,375
31	175,86	0,3668	29721	0,25
242	5,6755	0,0002	388,43	0,625
244	13,594	0,0121	427,42	0,625

Таблица 3

Результаты интерпретации ГДИ на стационарных режимах за 2014 год

Номер скважины	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>C</i>	σ
	(атм) ² /(тыс. м ³ /сут)	(атм) ² /(тыс. м ³ /сут) ²	атм ²	
71	5,6238	0,0313	5559,7	0,375
81	7,707	0,0535	7493,1	0,375
84	6,8713	0,0178	167,27	0,625
91	65,48	0,1332	136,22	0,625
101	2,0227	0,0066	953,76	0,5
103	2,1946	0,0357	560,63	0,5
112	60,372	0,18	1542	0,375
243	7,8205	0,0043	3459,4	0,375

Таблица 4

Результаты интерпретации ГДИ на стационарных режимах

Средневзвешенные по дебиту			Средневзвешенные по дебиту с учетом коэффициента достоверности		
<i>a</i>	<i>b</i>	<i>Q</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>Q</i>
(атм) ² /(тыс. м ³ /сут)	(атм) ² /(тыс. м ³ /сут) ²	тыс. м ³ /сут	(атм) ² /(тыс. м ³ /сут)	(атм) ² /(тыс. м ³ /сут) ²	тыс. м ³ /сут
2013 год					
25,216	0,04418	168,3	17,537	0,06880	157,6
2014 год					
11,244	0,03023	217,6	12,810	0,06887	164,4

При расчете по предложенному методу были получены следующие значения:

$$a = 12,810 \text{ (атм)}^2/\text{(тыс. м}^3/\text{сут)};$$

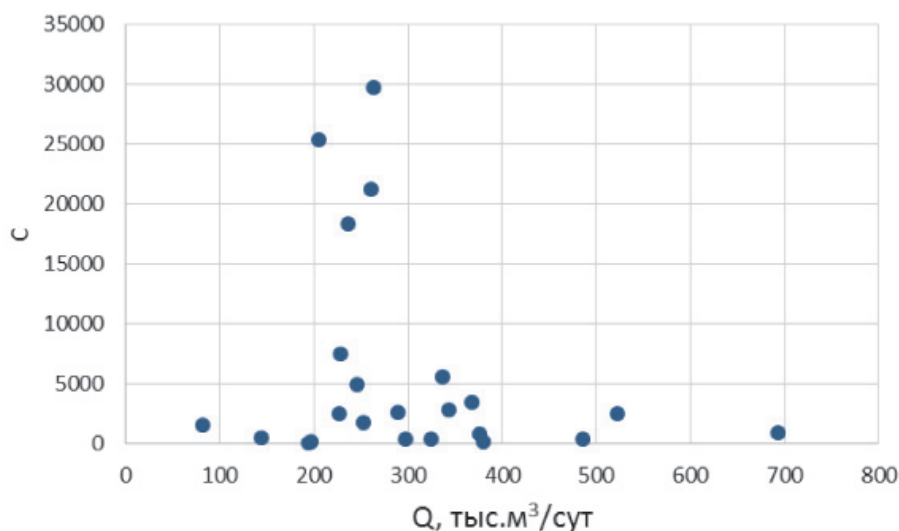
$$b = 0,068877 \text{ (атм)}^2/\text{(тыс. м}^3/\text{сут)}^2;$$

$$Q = 164,4 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

В табл. 4 представлено сравнение коэффициентов фильтрационного сопротивления, средневзвешенных по дебиту и осреднённых с учетом коэффициента достоверности. По предложенному мето-

ду коэффициент *b* в 2013–2014 гг. остался практически неизменным, что хорошо согласуется с опытом разработки длительно эксплуатируемых месторождений Западной Сибири, однако произошло уменьшение коэффициента *a*.

Для дополнительного подтверждения независимости полученных значений по двум методам построим зависимость между коэффициентом *C* и дебитом для рассмотренных ГДИ (рисунок).

Зависимость коэффициента *C* от дебита

На рисунке видно, что какая-либо связь между двумя этими параметрами отсутствует, а наибольшими коэффициентами C характеризуются исследования скважин с дебитами в диапазоне 200–300 тыс. м³/сут.

Выводы

1. Разработан новый метод осреднения коэффициентов фильтрационных сопротивлений газовых и газоконденсатных скважин, основанный на использовании коэффициента достоверности.

2. Новый метод осреднения апробирован на данных гидродинамических исследований нефтегазоконденсатного месторождения ЯНАО и показал хорошие результаты.

Список литературы

1. Басниев, К.С. Интерпретация газогидродинамических исследований горизонтальных скважин в деформируемых пластах // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 38–43.
2. Гриценко, А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов, под ред. Е.Н. Иванкина. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
3. Карнаухов, М.Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин: Справочник инженера по исследованию скважин / М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянкова – М.: Инфра-Инженерия, 2010. – 432 с.
4. Синцов И.А. Гидродинамические исследования в многозбойных скважинах с горизонтальными стволами // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 3. – С. 64–69.
5. Эрлагер Р. Испытание скважин: достижения: пер. с англ.; под ред. А.В. Щebetова. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 469 с.